

*Любомир ПОБЕРЕЖНИЙ, Андрій ГРИЦАНЧУК, Валентин ГРИЦАНЧУК,
Любов ПОБЕРЕЖНА, Антон БРАЖНИК*

ВПЛИВ КОНЦЕНТРАЦІЇ КОРОЗИВНИХ КОМПОНЕНТІВ НА КОРОЗІЮ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна.
E-mail: lubomyrpoberezhny@gmail.com*

*Liubomyr POBEREZHZNY, Andrii HRYTSANCHUK, Valentyn HRYTSANCHUK,
Liubov POBEREZHZNA, Anton BRAZHNYK*

INFLUENCE OF CONCENTRATION OF CORROSIVE COMPONENTS ON CORROSION OF INDUSTRIAL PIPELINES

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
15, Karpatska St., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine. E-mail: lubomyrpoberezhny@gmail.com*

ABSTRACT

To ensure the constant growth of energy production, the problem of increasing the resource base is of particular importance, which is currently hampered by a significant lack of funds for exploration and development of low-flow flooded wells. The material of gas gathering pipelines in chloride corrosive media, which simulates soil electrolytes and formation waters, was tested. According to the results of corrosion-mechanical tests, the regularities of the combined action of mechanical stresses, chloride and hydrate formation on the rate and localization of corrosion process are established. The coefficients of hydrate formation for general and local corrosion are calculated, which are 1.13 and 1.32, respectively, which confirms the hypothesis of intensification of local corrosion due to hydrate formation.

KEY WORDS: *internal corrosion, localization of corrosion process, gas hydrate.*

ВСТУП

В умовах постійного зниження видобутку нафти і газу в Україні особливе значення має проблема нарощення ресурсної бази, яка сьогодні гальмується суттєвою нестачею коштів на геологорозвідувальні роботи. На жаль, сучасна економічна ситуація в державі не дає підстав сподіватися на кардинальне поліпшення ситуації в нафтогазовій галузі, а разом з тим на різке збільшення розвіданих запасів вуглеводнів за рахунок відкриття нових родовищ [1, 2]. В цілому питанню утворення газогідратів у промислових трубопроводах, що є великою проблемою експлуатації промислових газопроводів, потрібно приділити значну увагу, щоб виключити аварійні ситуації [3].

МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Об'єктом досліджень вибрано промислові газопроводи зі сталі 17ГС – однієї із найпоширеніших у нафтогазовому комплексі. Для ґрунтів значної частини території України основними корозивними компонентами є розчинені у воді хлориди та сульфати. На підставі аналізу водних витяжок ґрунтів та пластових вод запропоновано використовувати наступні модельні середовища (табл. 1).

Основним показником швидкості корозійного руйнування як при частковій, так і при рівномірній корозії є глибина проникнення. В обох випадках глибина корозійного руйнування вимірюється в mm/year незалежно від виду металу чи сплаву. Для відносної характеристики корозійної поведінки металів розроблена шкала корозійної тривкості.

Таблиця 1. Хімічний склад розчинів для корозійних випробовувань
Table 1. Chemical composition of solutions for corrosion tests

№ МС	Концентрація NaCl, mol/l	Тип корозії
1	0,01	Грунтова корозія
2	0,05	
3	0,1	
4	0,5	Внутрішньотрубна корозія
5	1,5	
6	2,5	
7	3,75	
8	5	

Співставлення величини максимального корозійного руйнування, знайденого за глибиною найбільших каверн (mm), з величиною середнього корозійного руйнування, обрхованою за втратою маси ($g/m^2 \cdot h$), дозволяє оцінити ступінь нерівномірності корозії. Цей факт необхідно враховувати при визначенні ресурсу роботи трубопроводів, оскільки нерівномірна корозія спричиняє різке зниження їх здатності чинити опір експлуатаційним навантаженням через зміну механічних властивостей впродовж тривалої експлуатації [4, 5].

При оцінці корозійної тривкості найбільш поширений гравіметричний метод. Він застосовується в двох варіантах: визначення збільшення маси зразка в результаті утворення продуктів корозії на його поверхні і визначення втрат маси після видалення продуктів корозії. Другий варіант є більш поширеним завдяки своїй універсальності і був використаний нами при проведенні експериментів. Зважування проводили на демпферній аналітичній вазі з точністю вимірювання 0,00005 g.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇХ ОБГОВОРЕННЯ

За результатами вивчення кородованих поверхонь зразків, витриманих у газовому гідраті, встановлено механізм його впливу на корозію матеріалу трубопроводів. Сам по собі гідрат корозії не викликає, а лише інтенсифікує і локалізує вплив корозивних компонентів пластових вод (рис. 1). На стадії утворення гідрату поверхня металу навколо нього продовжує покриватися пасивними плівками продуктів корозії, в той час як на поверхні металу під гідратом такий процес припиняється.

Крім того, в результаті утворення кристалів гідрату за рахунок вологи, яка абсорбована продуктами корозії, проходить часткове руйнування пасивної плівки, оскільки об'єм утворених кристалів у 2-3 рази більший за об'єм води. Після дисоціації гідрату (стадія 2) утворюється різниця потенціалів між описаними ділянками металу, яка спричиняє виникнення корозійних мікрогальванічних елементів, які прискорюють розчинення металу в менш пасивованій зоні (рис. 1, b).

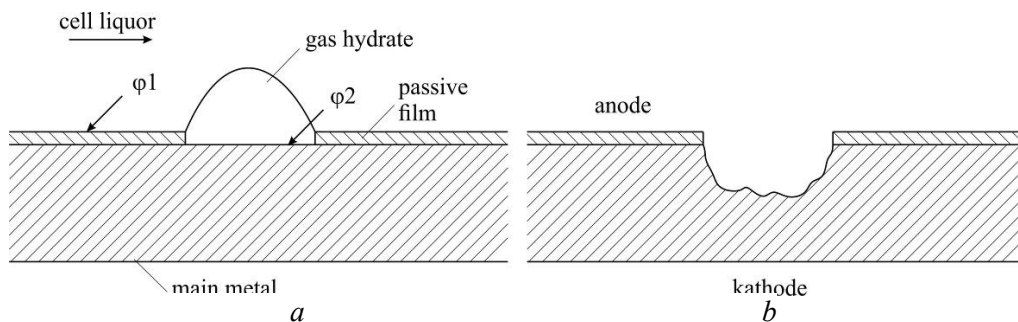


Рис. 1. Схема сумісного впливу газового гідрату та пластових вод на метал трубопроводу на стадіях формування (a) та дисоціації (b).

Fig. 1. Scheme of combined effect of gas hydrate and formation waters on the pipeline metal on the formation (a) and dissociation (b) stages.

У подальшому, при виникненні термобаричних умов, сприятливих для гідратоутворення, воно проходитиме найактивніше у зоні утвореного корозійного ураження, оскільки остання відіграє роль центру кристалізації. З кожним циклом «утворення – розпаду»

газового гідрату глибина корозійного дефекту збільшується. Таким чином, механізм сумісного впливу корозивного середовища та газогідратів полягає у інтенсифікації і локалізації корозійних процесів. Оскільки механізм корозії у хлоридних середовищах спільний як для внутрішньотрубної, так і для ґрунтової корозії, то для повнішого опису процесу та більш коректного встановлення загальних закономірностей впливу хлорид-іонів, крім отриманих у роботі результатів, було використано раніше отримані дані для ґрунтової корозії [6, 7].

Дослідження корозії сталі 17ГС у модельних середовищах (МС), які відповідають ґрунтам з хлоридним типом засолення (табл. 1), показали (рис. 2) відчутне збільшення швидкості загальної корозії зі зростанням концентрації хлорид-іонів при переході від МС1 до МС2, і дещо менше при переході від МС2 до МС3 [8, 9].

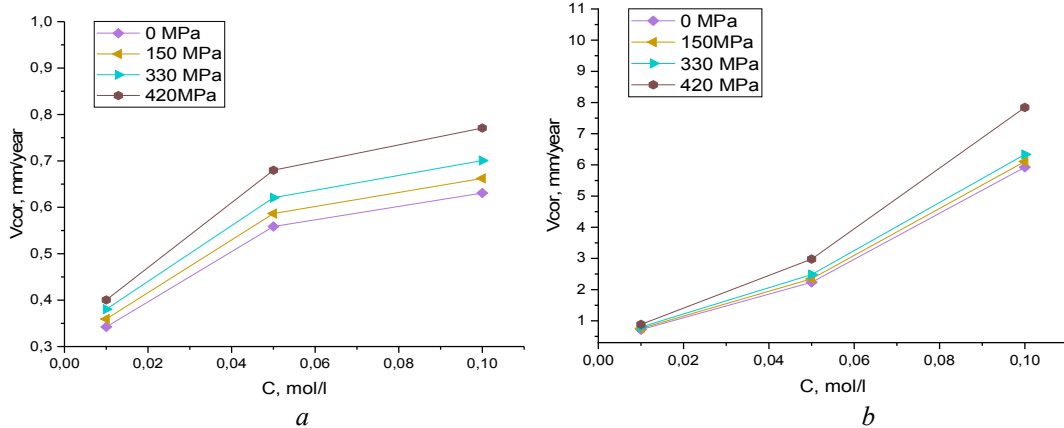


Рис 2. Вплив концентрації хлоридів та рівня механічних напружень на швидкість корозії сталі 17ГС: *a* – загальної, *b* – локальної.

Fig. 2. Influence of chloride concentration and level of mechanical stresses on corrosion rate of 17ГС steel: *a* – general corrosion, *b* – local corrosion.

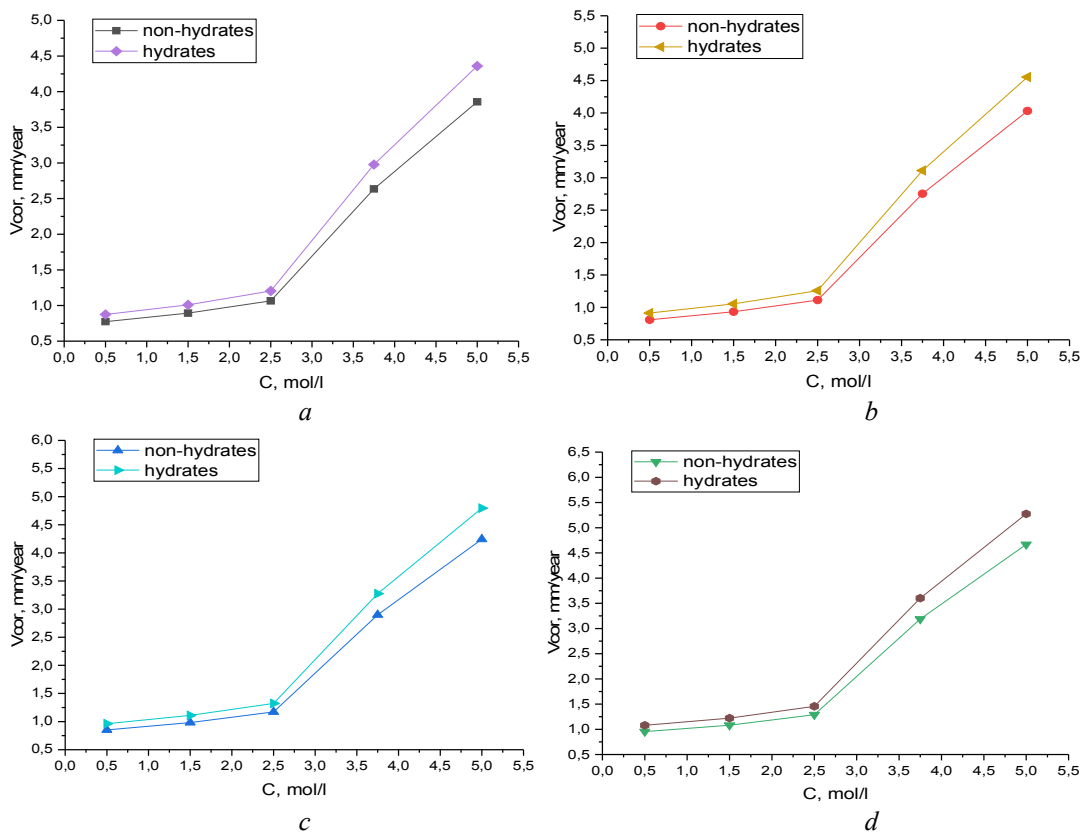


Рис. 3. Вплив газогідратних утворень та рівня механічних напружень на швидкість корозії сталі 17ГС: *a* – 0 МПа, *b* – 150 МПа, *c* – 330 МПа, *d* – 420 МПа.

Fig. 3. Influence of gas hydrate formations and level of mechanical stresses on corrosion rate of 17ГС steel: *a* - 0 МПа, *b* - 150 МПа, *c* - 330 МПа, *d* - 420 МПа.

Порівнявши швидкості загальної та локальної корозії, можемо констатувати інтенсифікацію локальної корозії, причому вона зростає зі збільшенням концентрації хлорид-іонів. Зі збільшенням концентрації хлорид-йонів дія механічного чинника теж істотно зростає як у випадку загальної корозійної деградації, так і для локальної корозії. Для внутрішньотрубної корозії у високомінералізованих пластових водах (рис. 3) спостерігається різкий приріст швидкості корозії при переході від МС6 до МС7. Така корозійна поведінка, на нашу думку, зумовлена прискореним руйнуванням пасивних плівок хлорид-іонами при досягненні певної критичної концентрації.

Спостерігається збільшення швидкості загальної та локальної корозії для зразків витриманих у газовому гідраті в порівнянні з контрольними (рис. 3), з отриманих результатів розраховано коефіцієнт впливу газового гідрату на корозію, який для загальної корозії складає – 1,13 та для локальної корозії – 1,32.

Аналіз корозійної поведінки матеріалу труб в агресивних середовищах хлоридного типу показує схожі закономірності спільного впливу корозивного середовища та механічного чинників на швидкість перебігу корозійних процесів. Так, для обох розглянутих випадків корозії спостерігаємо інтенсифікацію впливу механічного чинника із збільшенням концентрації хлоридів. У МС1, МС4 та МС5 бачимо незначні зміни в динаміці процесу при переході з пружної в пружно-пластичну область механічної поведінки металу. У МС2, МС3, МС7 та МС8 ці зміни більш виражені.

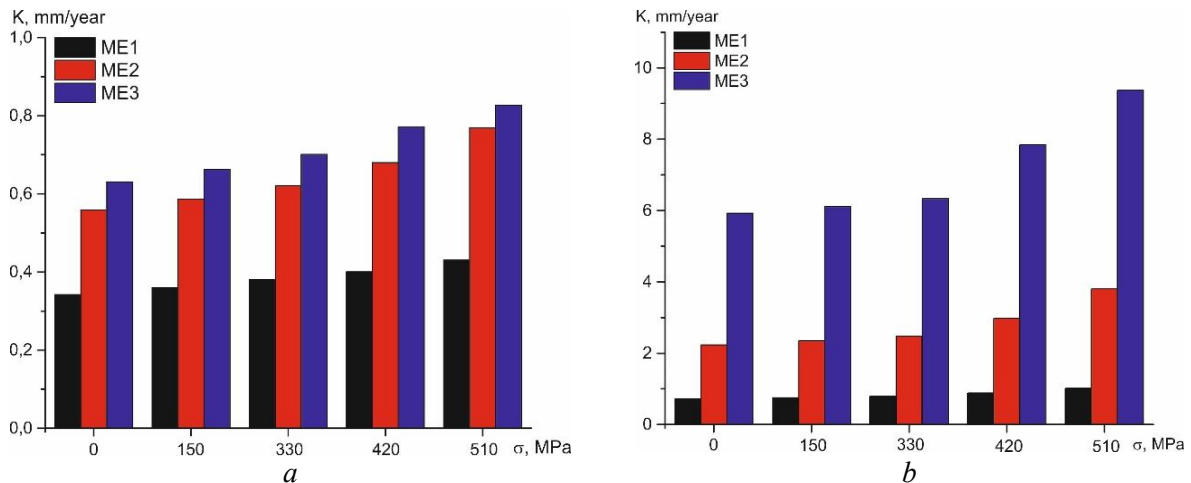


Рис. 4. Вплив механічних напружень на швидкість стоншення стінки трубопроводу при ґрунтовій корозії: *a* – загальна корозія, *b* – локальна корозія.

Fig. 4. Influence of mechanical stresses on the rate of thinning of the pipeline wall during soil corrosion: *a* - general corrosion, *b* - local corrosion.

При локальній корозії зі збільшенням рівня механічних напружень спостерігаємо значну інтенсифікацію корозійних процесів, особливо на ділянці пружно-пластичної деформації. Зафіксоване активне зростання швидкостей загальної та локальної корозії, хоча у випадку МС1 зростання швидкості локальної корозії незначне, що пов'язано із відносно невеликою локалізацією корозійних процесів.

Високі показники швидкості локальної корозії у змодельованих пластових водах (рис. 6) можуть зменшити ресурс трубопроводу у разі, що викликає особливе занепокоєння. Як і для випадку рівномірної корозії, фіксуємо інтенсивнішу дію механічного чинника при переході від пружної до пружно-пластичної деформації. Однак для локальної корозії посилення ролі механічного чинника є вагомим. Така тенденція пов'язана, на нашу думку, із утворенням локальних гальванічних елементів та полегшенням перебігу процесу розчинення металу у зоні розтягу внаслідок послаблення міжатомної взаємодії через збільшення відстані між вузлами ґратки. В процесі розвитку локального корозійного ураження посиленню ролі механічного чинника сприяє і концентрація напружень на дні корозійних ямок і виразок. Таким чином, створюються більш сприятливі умови для їх росту не в ширину, а саме у глибину. Другим визначальним чинником є здатність хлорид-іонів руйнувати пасивні плівки. Внаслідок

дії цього ефекту спостерігаємо значне збільшення швидкості як локальної так і рівномірної корозії при переході від МС6 до МС7 та МС8 (рис. 3).

Можемо відзначити, що для випадку ґрунтової корозії (МС1-МС3) за умови пошкодження ізоляції та відсутності чи неналежної якості активного протикорозійного захисту річний показник стоншення в області експлуатаційних навантажень може сягати 0,45 – 0,55 mm, а з урахуванням локалізації процесу у випадку МС3 перевищувати 6 mm/ year (рис. 4), що свідчить про значну небезпеку розгерметизації трубопроводів, особливо тих, які експлуатуються понад 15...25 years із застарілим та недовговічним бітумним протикорозійним покриттям.

Особливо важливо провести аналіз ґрунтових вод вздовж трас прокладання трубопроводів з метою своєчасної оцінки ризиків корозійної деградації сталі трубопроводу, попередження та недопущення розгерметизації чи більш важких відмов та аварійних ситуацій [10].

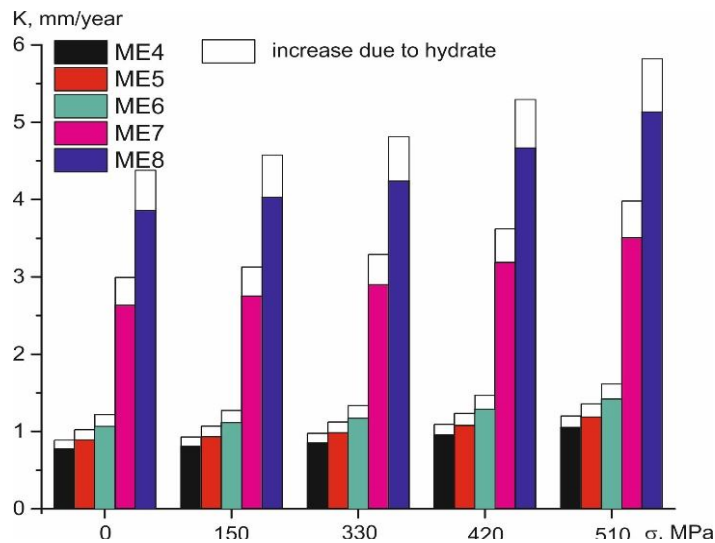


Рис. 5. Вплив газових гідратів на швидкість стоншення стінки трубопроводу зі сталі 17ГC (загальна корозія).

Fig. 5. Influence of gas hydrates on the rate of thinning of the pipeline wall made of 17ГC steel (general corrosion).

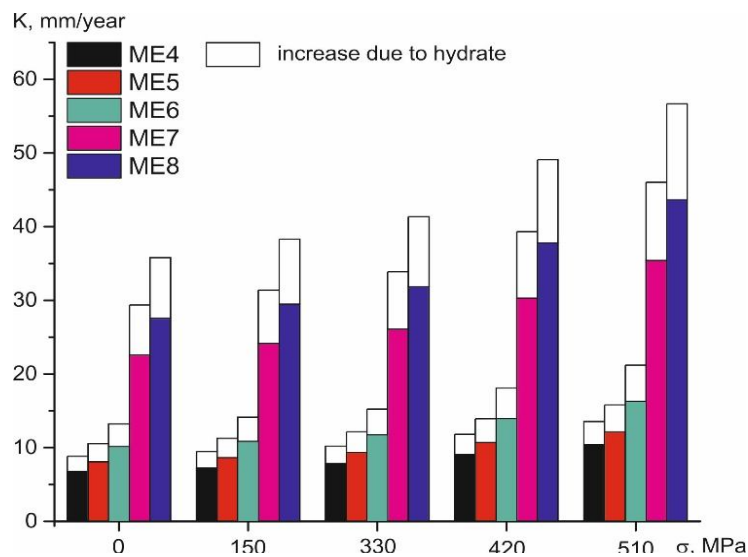


Рис. 6. Вплив газових гідратів на швидкість стоншення стінки трубопроводу зі сталі 17ГC (локальна корозія).

Fig. 6. Influence of gas hydrates on the rate of thinning of the pipeline wall made of 17ГC steel (local corrosion).

Підвищені ризики позаштатних ситуацій, викликаних корозійно-механічними процесами, будуть властиві насамперед для викидних ліній та інших промислових трубопроводів, які експлуатуються без активного протикорозійного захисту.

Залежно від рівня напружень та для відповідного модельного середовища приріст загальної швидкості корозії внаслідок дії газового гідрату для сталі 17ГС складає від 0,1 до 0,67 mm/year. Для випадку корозії у пластових водах ще більш наглядним є стрибок швидкості корозії при переході від МС6 до МС7 та МС8. Така різка зміна показників наводить на думку про зміну закономірностей розвитку корозійних процесів. На нашу думку, вона може бути зумовлена прискореним руйнуванням захисних плівок за високої концентрації хлоридів.

Для корозії з урахуванням локалізації залежно від рівня напружень та для відповідного модельного середовища приріст внаслідок дії газового гідрату для сталі 17ГС складає від 6,8 до 14,4 mm/year, для Ст20 від 7,3 до 17,1 mm/year (рис. 6).

Таким чином, вивчено корозію матеріалу трубопроводів у робочих середовищах на прикладі ґрунтового електроліту хлоридного типу та пластових вод.

ВИСНОВКИ

Досліджено корозійно механічну поведінку матеріалу промислових трубопроводів (сталі 17ГС) у хлоридних середовищах та вплив гідратоутворення на швидкість та локалізацію корозійних процесів.

Встановлено механізм впливу газогідрату на корозію матеріалу трубопроводів. Сам по собі гідрат корозії не викликає, а лише інтенсифікує і локалізує вплив корозивних компонентів та експериментально визначено коефіцієнти впливу гідратоутворення на швидкість корозії сталі 17 ГС.

ЛІТЕРАТУРА

1. Лукін О.Ю., Крижанівський Є.І., Геєць В.М. Про перспективи нарощування видобутку нафти і газу в Україні (стенограма наукової співдоповіді на засіданні Президії НАН України 7 листопада 2018 р.) // Вісник Національної академії наук України. – 2019. – № 1. – С. 38-54.
2. Єгер Д.О., Лещенко І.Ч., Гришаненко В.П. Проблеми та перспективи стабілізації і нарощування видобутку природного газу в Україні // Проблеми загальної енергетики. № 1. – С. 4-11.
3. Investigation on the mechanical properties and mechanical stabilities of pipewall hydrate deposition by modelling and numerical simulation / G. Song, Y. Li, W. Wang, K. Jiang, Z. Shi, S. Yao // Chemical Engineering Science. – 2018. – Vol. 192. – P.477-487.
4. Побережний Л.Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Внутрішньотрубна корозія промислових трубопроводів // Матеріали 4-ої міжнародної науково-технічної конференції. Нафтогазова енергетика. – 2015. – С. 306-309.
5. Грицанчук А.В. Внутрішньотрубна корозія промислових газопроводів // Міжнародна науково-технічна конференція. Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування. – 2015. – С. 44-46.
6. Побережний Л.Я., Пиріг Т.Ю., Станецький А.І. Вплив йонної сили ґрунтового електроліту на швидкість корозії металу нафтогазопроводів // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. – 2010, № 8. – Т. 2. – С. 620-624.
7. Побережний Л. Я. Станецький А. І., Рудко В.В. Корозійний моніторинг транзитних газопроводів // Вісник ТНТУ. – 2011. – № 3. – С. 20-26.
8. Побережний Л.Я., Станецький А.І. Ранжування ґрунтів за небезпекою втрати несної здатності трубопроводами на пізній стадії експлуатації // Науковий вісник НЛТУ України. – 2016. – № 26.1. – С. 280-286.
9. Побережний Л. Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Втомна та корозійно-втомна поведінка сталі трубопроводу після експозиції у газогідраті // Міжнародна науково-технічна конференція та виставка. Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу. – 2016. – С. 242-246.
10. Poberezhny, L., Hryanchuk, A., Grytsuliak, H. Influence of the gas hydrates on the corrosion rate of gas gathering pipelines // Procedia Structural Integrity. – № 16. – P.141-147.